

TỔNG QUAN VỀ ĐIỀU CHỈNH PHỤ TẢI QUA KINH NGHIỆM VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN CỦA MỘT SỐ QUỐC GIA

OVERVIEW OF DEMAND RESPONSE THROUGH EXPERIENCE IN OPERATING ELECTRICITY MARKET IN SOME COUNTRIES

Nguyễn Đức Tuyên^{1*}, Đỗ Văn Long¹, Trần Quốc Ngữ¹, Lê Viết Thịnh¹, Đặng Hoàng Anh¹, Dương Mạnh Cường²

TÓM TẮT

Những năm gần đây, việc xuất hiện ngày càng nhiều các nguồn năng lượng tái tạo và mô hình phát điện phân tán cũng như sự gia tăng nhu cầu sử dụng điện khiến cho nhiều quốc gia gặp phải các vấn đề về vận hành và điều độ hệ thống điện. Chương trình điều chỉnh phụ tải (Demand response-DR) được quan tâm như là một giải pháp giúp hệ thống điện vận hành hiệu quả, linh hoạt hơn và đã được áp dụng tại nhiều thị trường điện các nước. Qua việc khảo sát và tìm hiểu kinh nghiệm từ quốc tế, nghiên cứu này trình bày một cách tổng quan về chương trình điều chỉnh phụ tải điện trong thị trường điện của ba nước Singapore, Hàn Quốc và Nhật Bản để đưa ra được bức tranh khái quát về chương trình này. Kinh nghiệm của các nước này sẽ làm tham chiếu cho quá trình xây dựng các chính sách liên quan đến DR tại Việt Nam.

Từ khóa: Điều chỉnh phụ tải; thị trường điện; quản lý nhu cầu phụ tải.

ABSTRACT

In recent years, the emergence of renewable energy sources and distributed generation patterns as well as an increase in electricity demand have caused many countries and regions to have power systems operation problems. The Demand Response (DR) program becomes a solution to make the power system more efficient and has been applied in many electricity markets. Through the survey and learning from international experiences, this study reviews the demand response program in the electricity markets of Singapore, Korea and Japan to give a good reference for building policy on DR at Vietnam.

Keywords: Demand response; electricity market; demand side management.

¹Viện Điện, Trường Đại học Bách khoa Hà Nội

²Tổ chức Hợp tác phát triển Đức

*Email: tuyen.nguyenduc@hust.edu.vn

Ngày nhận bài: 26/3/2021

Ngày nhận bài sửa sau phản biện: 25/5/2021

Ngày chấp nhận đăng: 25/6/2021

CHỮ VIẾT TẮT

KEPCO	Korea Electric Power Corporation
KPX	Korean Power Exchange
DR	Demand Response
DSM	Demand-side Management
CBL	Customer Baseline Load

RRMSE	Relative Root Mean Square Error
EMA	Energy Market Authority
EMC	Energy Market Company
SPPA	SP PowerAssets
PSO	Power System Operator
MCM	Market Clearing Model
NEMS	National Electricity Market of Singapore
OEM	Open Energy Market
BVP	Balance Vesting Price
USEP	Uniform Singapore Energy Price
LC	Load Curtailment
IP	Incentive Payments
TOU	Time of Use
CPP	Critical Peak Pricing
METI	Ministry of Economy, Trade and Industry
TEPCO	Tokyo Electric Power Company
JPEX	Japan Power Electric Exchange
VPP	Virtual Power Plant

1. GIỚI THIỆU

Điều chỉnh phụ tải (Demand response-DR) có thể được định nghĩa là những thay đổi trong việc sử dụng điện của khách hàng (ở đây được hiểu là khách hàng sử dụng điện cuối cùng) so với mức tiêu thụ bình thường của họ để đáp ứng với những thay đổi về giá điện theo thời gian. Hơn nữa, DR cũng có thể được định nghĩa là các khoản thanh toán khuyến khích được thiết kế để khuyến khích sử dụng điện ít hơn vào thời điểm giá thị trường bán buôn cao hoặc khi độ tin cậy của hệ thống bị đe dọa [1].

Với mỗi mô hình và biện pháp triển khai DR, hành vi phản ứng của khách hàng sử dụng điện sẽ khác nhau nhưng thường được chia thành ba loại [2]. Thứ nhất, khách hàng sẽ giảm mức tiêu thụ điện năng vào thời điểm giá điện cao tức là hệ thống đang thiếu công suất mà không thay đổi mức tiêu thụ vào các thời điểm bình thường khác. Thứ hai, người sử dụng điện sẽ thay đổi thói quen sử dụng

điện khi chuyển nhu cầu sử dụng điện tại thời gian cao điểm sang thời gian thấp điểm ví dụ như ban đêm. Cuối cùng, khách hàng sử dụng điện sẽ phản ứng bằng cách sử dụng nguồn điện phân tán của họ để tiết giảm việc sử dụng điện từ lưới điện chính. Với các hành vi như trên, có rất nhiều cách phân loại chương trình DR được đưa ra. Theo nghiên cứu [2, 3], dựa theo thị trường điện, chương trình DR thường được phân thành ba loại chức năng: Energy/Economic, Capacity/Reliability và Ancillary Services có thể tạm dịch thành chương trình DR theo mô hình năng lượng/tính kinh tế, công suất/độ tin cậy và dịch vụ phụ trợ. Tuy tên gọi các chương trình tại mỗi quốc gia có thể khác biệt nhưng nhìn chung sẽ áp dụng chương trình thực hiện các chức năng ở trên.

Energy/Economic DR (DR theo mô hình năng lượng/kinh tế) có thể hiểu đơn giản là việc cam kết giảm việc tiêu thụ điện khi khách hàng cảm thấy việc giảm tiêu thụ điện sẽ đem lại nhiều lợi ích hơn cho họ so với việc tiêu thụ điện. Các nguồn DR thực hiện chức năng này được điều động dựa trên quy tắc đấu thầu trước một ngày, cho phép người vận hành thị trường điện được điều độ tương tự như các nguồn phát điện và kiếm lợi nhuận nếu họ được điều động. Nếu không được điều động, nguồn DR cần phải tuân theo một đường cơ sở về lượng điện tiêu thụ tối thiểu của nó và phải tiêu thụ nhiều hơn mức đường cơ sở này để tránh việc hệ thống phải liên tục điều động các nguồn DR vào vận hành.

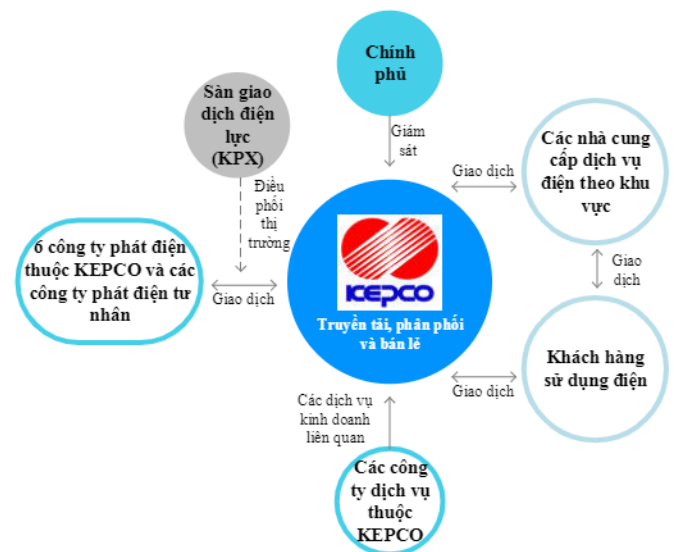
Ancillary Service DR hay nguồn DR thực hiện chức năng phụ trợ ở đây được hiểu là việc các nguồn DR đóng vai trò như là một nguồn dự trữ công suất trong trường hợp có sự cố đột ngột từ các tổ máy phát điện hay sự cố của đường dây truyền tải điện phục vụ mục đích chính là điều chỉnh tần số. Dự trữ công suất thông thường được đảm bảo bởi các máy phát điện còn gọi là dự trữ quay được tính bằng công suất khả phát trừ đi công suất đang phát, nhưng nó hoàn toàn có thể được đảm nhiệm bởi phụ tải. Một số thị trường điện đã cho phép phụ tải được cạnh tranh trực tiếp với nguồn phát để trở thành nguồn dự trữ công suất. Việc này mang lại lợi ích lớn vì nó có thể giảm chi phí vận hành hệ thống tổng thể.

Capacity/Reliability DR (DR theo mô hình công suất/độ tin cậy) là chương trình DR trong đó các nguồn DR cam kết với lượng công suất sẵn sàng cắt giảm công suất tương tự như công suất định mức của các tổ máy phát truyền thống và thường được đấu thầu theo năm. Khác với Energy/Economic DR, chương trình DR thực hiện chức năng này gặp vấn đề với về cơ chế đối với các nguồn DR không sẵn có trong suốt một năm và việc đảm bảo chắc chắn nguồn DR phản hồi lại lệnh điều độ. Lí do bởi vì ở đây khoản thanh toán không sẵn có như Energy/Economic DR với tín hiệu phản hồi của nguồn DR để dàng đo lường và tính toán giá thanh toán so với việc xác định rằng liệu các nguồn DR có sẵn sàng nếu được điều động hay không như trong Capacity/Reliability DR, giá thanh toán bởi vậy cũng ảnh hưởng bởi giá điện thị trường và giá trả cho việc có một nguồn cam kết sẵn sàng cắt giảm theo năm.

Bài báo này sẽ khảo sát và tìm hiểu kinh nghiệm thực hiện chương trình DR của ba nước Singapore, Hàn Quốc và Nhật Bản. Cả ba nước này đều nằm ở châu Á, có một vài nét tương đồng với Việt Nam về khí hậu với mức độ hoàn thiện chương trình DR tại ba nước là khá tương đồng dù áp dụng các chương trình DR thực hiện các chức năng khác nhau trong ba chức năng ở trên. Từ việc khảo sát và tìm hiểu đó, bài báo sẽ đưa ra các kết luận cơ bản cũng như kinh nghiệm rút ra từ việc thực hiện chương trình DR tại ba nước trên phục vụ cho việc nắm bắt thông tin cũng như góp phần xây dựng một chương trình DR tại Việt Nam hoàn thiện hơn trong tương lai.

2. KINH NGHIỆM VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỀU CHỈNH PHỤ TẢI

2.1. Hàn Quốc



Hình 1. Quá trình mua bán điện tại Hàn Quốc [4]

Tổng công ty Điện lực Hàn Quốc (KEPCO) thuộc sở hữu nhà nước là đơn vị độc quyền chịu trách nhiệm trong việc truyền tải, phân phối và bán lẻ điện năng tại Hàn Quốc. Năm 2001, KEPCO được tái cấu trúc thành sáu công ty con thực hiện khâu phát điện riêng biệt trong động thái tự do hóa một cách hạn chế trong khâu phát điện của Hàn Quốc. Sàn giao dịch điện lực Hàn Quốc (KPX) đóng vai trò là đơn vị vận hành hệ thống và điều phối thị trường điện bán buôn. Một số nhà sản xuất điện độc lập, chẳng hạn như POSCO, SK và GS, có thể bán điện vào KPX. KEPCO đồng thời là nhà bán lẻ điện và kiểm soát việc truyền tải, phân phối. KPX đưa ra các dự báo nhu cầu và nhận về các đề xuất trước một ngày từ các công ty sản xuất điện, theo đó được sử dụng để thiết lập giá biên hệ thống cho mỗi giờ giao dịch, hình thành giá thị trường một cách hiệu quả. Việc vận hành của toàn bộ việc mua bán điện tại Hàn Quốc có thể được miêu tả như trên hình 1 [5].

2.1.1. Các mốc thời gian triển khai chương trình điều chỉnh phụ tải tại Hàn Quốc

Vào đầu năm 2008, thị trường điều chỉnh phụ tải mở cửa dựa trên phương pháp đấu thầu và chỉ gồm nhóm

khách hàng công nghiệp tham gia và không tích hợp thị trường điện. Vào năm 2012, một thị trường điều chỉnh phụ tải thông minh được đưa ra, nơi các khách hàng sử dụng lượng điện nhỏ và vừa có thể tham gia điều chỉnh phụ tải nhằm làm tăng độ tin cậy hệ thống cũng như dễ dàng tiếp cận với nguồn nhu cầu cắt giảm nhỏ và vừa thông qua công nghệ lưới điện thông minh (Smart grid). Cuối năm 2014, thị trường điều chỉnh phụ tải cũ và thị trường điều chỉnh phụ tải thông minh do Quỹ Công nghiệp Điện tài trợ bị bãi bỏ để cho phép mua bán tự do lượng điện cắt giảm trên thị trường điện

Vào cuối năm 2015, một thị trường điều chỉnh phụ tải mới thay thế các chương trình trước đây và được tích hợp vào thị trường điện. Thị trường điều chỉnh phụ tải kiểu mới thu gom và giao dịch lượng điện các khách hàng tiết kiệm được thông qua các đơn vị điều phối phụ tải (môi giới). Mỗi nguồn điện cắt giảm hay còn gọi là “nguồn nhu cầu” tham gia vào chương trình điều chỉnh phụ tải bắt buộc phải đến từ ít nhất mười khách hàng sử dụng cuối và tổng giá trị công suất có khả năng cắt giảm được lớn hơn 10MW. Sau khi đăng ký với KPX, các nguồn nhu cầu cắt giảm này được chứng nhận để giao dịch theo các quy tắc tương tự điều chỉnh các đơn vị phát điện, cạnh tranh giá với chính những đơn vị phát điện. Quá trình giao dịch có thể được hiểu thông qua hình 2 [6].



Hình 2. Cơ chế giao dịch thị trường điều chỉnh phụ tải Hàn Quốc [6]

Có thể hình dung đây giống như một thị trường bán điện âm, tức là thay vì phải mua điện từ các đơn vị phát điện để đảm bảo nhu cầu thì KEPCO có thể mua sự cắt giảm nhu cầu sử dụng điện. Người ta gọi thị trường điều chỉnh phụ tải Hàn Quốc là thị trường “Negawatt” (Negative và Megawatt). Thị trường “Negawatt” phát triển bùng nổ kể từ năm 2014 sau khi Luật Kinh doanh Điện lực được sửa đổi chứng kiến hàng loạt các doanh nghiệp năng lượng hoạt động chỉ dựa trên nền tảng là công nghệ thông tin [7].

2.1.2. Thị trường điều chỉnh phụ tải tại Hàn Quốc

Thị trường điều chỉnh phụ tải tại Hàn Quốc hiện nay gồm hai dịch vụ được đặt tên là “Load Curtailment” và “Capacity DR” lần lượt hoạt động dựa theo hai loại DR chính mà các quốc gia cũng như khu vực khác thường áp dụng triển khai đó là “Economic/Energy” và “Capacity/Reliability” tương đương với “thị trường điều chỉnh phụ tải dựa trên hiệu quả kinh tế” và “thị trường điều chỉnh phụ tải dựa trên tính tin cậy”. Điều chỉnh phụ tải dựa trên tính tin cậy tuân theo điều độ của KPX tiết giảm phụ tải đỉnh trong vòng 1

giờ trước khi điều kiện cân bằng công suất của toàn hệ thống gặp rủi ro. Còn điều chỉnh phụ tải dựa trên hiệu quả kinh tế là khách hàng sử dụng điện có thể tham gia đấu thầu một cách tự nguyện khi mà việc cắt giảm nhu cầu sử dụng điện có đơn giá trên một số điện cắt giảm hấp dẫn hơn đơn giá trên một số điện cần phát vào thời điểm đó trong ngày [3]. Có thể tổng kết nội dung này ở bảng 1.

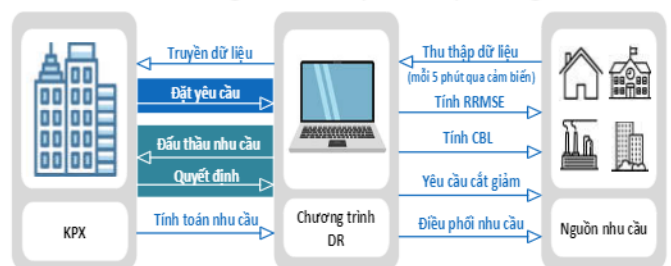
Bảng 1. Tổng hợp thị trường điều chỉnh phụ tải Hàn Quốc [3]

Mục	Tính tin cậy	Tính hiệu quả kinh tế
Hình thức đấu thầu	Hai lần một năm	Trước một ngày
Thời gian thông báo	Trước 1 giờ	Trước một ngày
Thanh toán	Công suất cắt giảm*giá + lượng điện cắt giảm*chênh lệch giá phát điện cận biên	Lượng điện cắt giảm*giá biên hệ thống

Với hai thị trường điều chỉnh phụ tải, khách hàng tham gia có thể được trả mức phí khuyến khích theo hai loại đó là thanh toán cơ bản và thanh toán hiệu suất. Thanh toán cơ bản hay thanh toán khả dụng (Availability payment) là một khoản thanh toán cố định hàng tháng cho nguồn DR để đổi lấy sự đảm bảo rằng các nguồn nhu cầu sẽ sẵn sàng giảm tải khi được yêu cầu. Còn thanh toán hiệu suất (Performance /Utilization payment) là khoản thanh toán dựa trên điện năng cắt giảm thực tế với giá thay đổi theo thị trường điện, cạnh tranh với giá phát điện. Thanh toán hiệu suất tương tự như thanh toán cho việc sử dụng điện.

Trong 6 tháng đầu năm 2017, giá thanh toán công suất cắt giảm hay thanh toán cơ bản cho thị trường điều chỉnh phụ tải dựa theo tính tin cậy là 16USD/kW còn, giá biên hệ thống trung bình cho thị trường điều chỉnh phụ tải dựa theo hiệu quả kinh tế là 0,069USD/kWh [3].

Cơ chế giao dịch của thị trường điều chỉnh phụ tải như trong hình 2 được thực hiện theo giải pháp Quản lý phụ tải (Demand-side Management) được thể hiện trong hình 3 [6].



Hình 3. Cấu trúc giải pháp Quản lý phụ tải ở Hàn Quốc [6]

DSM trực tiếp thu thập dữ liệu bằng cảm biến sau mỗi 5 phút từ các nguồn cắt giảm nhu cầu như các hộ dân, tòa nhà, chung cư và nhà máy. Sau đó, những dữ liệu này được gửi đến máy chủ KPX sau mỗi 5 phút. Nếu tình trạng thiếu điện xảy ra, KPX sẽ gửi lệnh cắt giảm nhu cầu đến DSM. Khi đó, DSM sẽ tính toán Customer Baseline Load (CBL) của khoảng thời gian thực hiện điều chỉnh phụ tải và sau đó, liên hệ với các nguồn cắt giảm nhu cầu để yêu cầu mức giảm điện năng theo hợp đồng, việc cắt giảm nhu cầu bắt đầu. CBL là lượng điện dự đoán sử dụng của khách hàng

nếu không có yêu cầu cắt giảm từ KPX theo giờ. Việc tính toán CBL có ý nghĩa quan trọng trong việc đưa ra quyết định lượng cắt giảm nhu cầu của mỗi nguồn là bao nhiêu cũng như lựa chọn nguồn nhu cầu phù hợp với độ tin cậy [8]. DSM áp dụng hai cách tính để đưa ra được CBL là phương pháp Max 4/5 và phương pháp Mid 6/10 lần lượt được thể hiện ở hai công thức (1) và (2) [6].

$$CBL_{d,t}^{max4/5} = \frac{\sum_{i=1}^5 Load_i - \min(Load_i)}{4} \tag{1}$$

Trong đó, $CBL_{d,t}^{max4/5}$ là giá trị CBL ở thời điểm giờ thứ t của ngày d; $Load_i (i = \overline{1;5})$ là giá trị lượng điện sử dụng thực tế trong 5 ngày liên tục (ngày làm việc bình thường) trước d.

$$CBL_{d,t}^{mid6/10} = \frac{\sum_{i=1}^{10} Load_i - \sum \min(Load_i) - \sum \max(Load_i)}{6} \tag{2}$$

Trong đó, $CBL_{d,t}^{min6/10}$ là giá trị CBL ở thời điểm giờ thứ t của ngày d; $Load_i (i = \overline{1;10})$ là giá trị lượng điện sử dụng thực tế trong 10 ngày liên tục (ngày làm việc bình thường) trước d; $\sum \min(Load_i)$ là tổng hai giá trị nhỏ nhất của $Load_i (i = \overline{1;10})$; $\sum \max(Load_i)$ là tổng hai giá trị lớn nhất của $Load_i (i = \overline{1;10})$.

Mỗi đơn vị môi giới có một công cụ DSM riêng biệt để tính toán chính xác lượng nhu cầu cần thiết của mỗi nguồn nhu cầu do đơn vị môi giới đó quản lý theo lệnh của KPX. Trong quá trình vận hành hệ thống, khách hàng được yêu cầu cắt giảm nhu cầu trong vòng một giờ kể từ khi có lệnh điều độ. DSM cũng tính toán sai số RRMSE (sai số bình phương trung bình tương đối) để xem xét sự chênh lệch giữa CBL và giá trị lượng điện năng thực tế mà khách hàng tiêu thụ. Đối với Hàn Quốc, điều kiện để có thể đăng kí trở thành nguồn DR là sai số RRMSE phải nhỏ hơn 30%, một số thị trường điện khác như U.S PJM của Mỹ yêu cầu giá trị này phải nhỏ hơn mức 20% [6]. Như vậy sai số này là khác nhau giữa các quốc gia và cần được tính toán để phù hợp với yêu cầu của hệ thống và thị trường điện của mỗi nước.

2.1.3. Kết quả của chương trình và định hướng của chính phủ Hàn Quốc

Kể từ năm 2014, thị trường điều chỉnh phụ tải điện tại Hàn Quốc đã phát triển nhanh chóng và là một mô hình

thành công trong việc triển khai chương trình điều chỉnh phụ tải. Dữ liệu từ năm 2018 cho thấy có hơn 3500 khách hàng cùng với hơn 20 đơn vị môi giới, trên 120000MWh cắt giảm được chỉ trong vài tháng đầu năm. Bảng 2 đưa ra các thông tin về số khách hàng tham gia vào chương trình điều chỉnh phụ tải, số đơn vị môi giới, công suất cắt giảm khả thi và lượng điện cắt giảm thực tế trước và sau thời điểm áp dụng thị trường điều chỉnh phụ tải mới [6, 9].

Xem xét sự thành công của thị trường điều chỉnh phụ tải tại Hàn Quốc có thể nhận thấy được rằng việc đưa ra mức giá cho nguồn nhu cầu dựa vào thị trường điện giống như giá phát điện đã tạo ra sự cạnh tranh công bằng, thu hút các khách hàng đăng kí tham gia trở thành nguồn DR thông qua các đơn vị môi giới. Các nguồn DR có thể đăng kí tham gia cả hai thị trường điều chỉnh phụ tải dựa vào độ tin cậy cũng như hiệu quả kinh tế, điều này cũng thúc đẩy mức độ tham gia của các nguồn DR vào chương trình. Việc thanh toán dựa theo lượng công suất có thể tham gia vào việc tiết giảm phụ tải đỉnh với giá cố định hàng tháng cũng như thanh toán theo hiệu suất hay lượng điện năng cắt giảm thực tế với giá dựa vào thị trường bán buôn cũng được thực hiện thành công và hiệu quả cao tại Hàn Quốc [10]. Những thành công của thị trường điều chỉnh phụ tải Hàn Quốc là mô hình để các quốc gia khác trong đó có Việt Nam tham khảo, đánh giá và triển khai.

2.2. Singapore

Vào năm 2001, chính phủ Singapore quyết định khuyến khích cải tạo thị trường điện và tại ra ra đơn vị để quản lý gám sách ngành điện và ngành khí là Energy Market Authority (EMA). Thị trường điện quốc gia (NEMS) bao gồm thị trường bán buôn theo thuộc gian thực và thị trường bán lẻ bắt đầu vận hành vào 2003 dưới sự quản lý của EMA.

Thị trường bán buôn chào giá ngày tới với chu kỳ giao dịch là nửa giờ. Trong thị trường NEMS, các đơn vị phát điện cạnh tranh chào giá để bán điện vào thị trường. Các khách hàng tiêu thụ lớn có quyền mua điện từ thị trường hoặc mua điện từ đơn vị bán lẻ điện thông qua hợp đồng.

Hàng ngày, căn cứ vào bản chào giá điện năng và dịch vụ, dự báo phụ tải của bộ phận điều hành hệ thống điện, EMC có trách nhiệm lập lịch huy động điện năng và dịch vụ điều tiết, dự phòng quay cho cho các tổ máy trong mỗi chu kỳ giao dịch dựa trên phương pháp đồng tối ưu điện năng và dịch vụ phụ có xét đến các ràng buộc hệ thống điện.

Bảng 2. Thị trường điều chỉnh phụ tải sau khi áp dụng chương trình DR mới

Năm	12/2014-05/2015	06/2015-11/2015	12/2015-05/2016	06/2016-11/2016	12/2016-05/2017	06/2017-11/2017	12/2017-05/2018	06/2018-11/2018
Đơn vị môi giới	11	15	14	15	14	17	20	22
Khách hàng	861	1323	1519	1970	2223	3195	3580	3592
Công suất cắt giảm khả thi (MW)	1520	2444	2889	3272	3885	4352	4271	4222
Lượng điện năng cắt giảm (MWh)	115075	91034	98898	293955	113661	62110	121206	-

Năm phút trước mỗi chu kỳ giao dịch, EMC có trách nhiệm công bố giá thị trường, lịch huy động điện năng và dịch vụ phụ làm căn cứ cho PSO điều độ các tổ máy.

Ở thị trường bán lẻ, kể từ tháng 11/2018 đến tháng 5/2019, EMA từng bước đưa vào vận hành OEM. Mọi đối tượng khách hàng có quyền lựa chọn mua điện từ SP Group, các nhà bán lẻ hay trực tiếp trên thị trường bán buôn [11].

2.2.1. Các mốc thời gian triển khai chương trình điều chỉnh phụ tải tại Singapore

Điều chỉnh phụ tải trở thành một phần của NEMS từ 2004, khi Lược đồ tải (Interruptible Load) được giới thiệu. Từ ngày 22/10/2012 đến 19/11/2012, Cơ quan điều tiết thị trường năng lượng (EMA) đã ban hành một tài liệu tham vấn công khai để thu thập ý kiến góp ý về phương pháp tiếp cận tốt nhất để thực hiện một chương trình điều chỉnh phụ tải trên thị trường điện quốc gia của Singapore (NEMS).

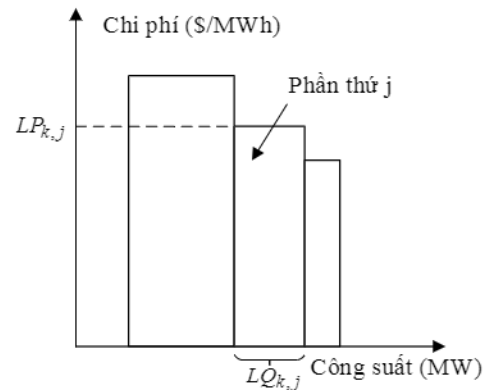
Từ năm 2016, Cơ quan quản lý thị trường năng lượng đã giới thiệu một số chương trình DR để gia tăng tính cạnh tranh trên thị trường điện quốc gia Singapore. Các khoản thanh toán ưu đãi cho các đơn vị cung cấp DR được lấy từ phí áp dụng cho tất cả các phụ tải và phí áp dụng cho đơn vị bán lẻ. Khách hàng có thể tham gia trực tiếp hoặc thông qua đơn vị bán lẻ hoặc đơn vị điều phối điều chỉnh phụ tải, bao gồm các dịch vụ điều chỉnh phụ tải thông qua Dự án Optiwatt 2016 về quản lý nhu cầu điện hoặc thông qua chương trình điều chỉnh phụ tải điện 2016. EMA đã tiến hành nhiều chương trình như chương trình Optiwatt tập trung vào phần quản lý phụ tải (DSM) và chương trình DR để tăng tính cạnh tranh. Năm 2017, chương trình giới hạn phụ tải ở mức tối đa 7,2MW. Năm 2019, EMA thực hiện đánh giá hiệu quả triển khai DR [12].

2.2.2. Thị trường điều chỉnh phụ tải tại Singapore [13]

Thị trường bán buôn hiện tại của Singapore là thị trường thời gian thực (spot market) gồm các phiên chào giá với chu kỳ nửa giờ. Trong mỗi phiên chào giá, các công ty phát điện sẽ phát điện dựa trên nhu cầu phụ tải được dự báo và mức độ sẵn sàng để tham gia vào thị trường trong các phiên kế tiếp. Các phiên giao dịch giữa các bên tham gia gồm các công ty phát điện và phụ tải sẽ được điều khiển bởi mô hình thị trường thanh toán bù trừ (market clearing model-MCM). Mô hình MCM dựa trên công suất của các tổ máy và khả năng bù trừ thị trường bằng việc cung cấp cho các bên tham gia (i) lịch trình điều độ tương ứng với chi phí điện ít nhất (lịch trình điều độ tối ưu) và (ii) giá thị trường thanh toán bù trừ (market clearing price-MCP).

Nghiên cứu của Zhou và các cộng sự [13] đề xuất mô hình MCM-DR áp dụng chương trình DR có xét đến sự chào giá từ phía phụ tải. Trong chương trình DR này, chuỗi các phần chi phí/công suất xác định lượng công suất mà người tiêu dùng sẵn sàng để cắt giảm tương ứng với một mức giá. Phần chi phí/công suất này của phía phụ tải được chào giá với mức giảm dần (hình 4). Giá chào được yêu cầu cần cao hơn giá sàn. Mức giá sàn đưa ra gấp 1,5 lần giá theo hợp

đồng BVP. Mức giá BVP được tính toán gần đúng dựa trên chi phí biên của người tham gia mới với quyền lợi được sử dụng những công nghệ phát điện mang tính kinh tế nhất và chiếm hơn 25% nhu cầu phụ tải. BVP được đưa ra bởi EMA theo từng quý. Việc thiết lập giá sàn nhằm mục đích tránh để phía phụ tải lạm dụng chương trình DR, ví dụ như trong những thời gian không tham gia chương trình DR sẽ đăng kí mức giá rất thấp cho việc cắt giảm phụ tải. Vì vậy mức giá sàn thường được đặt ra khá cao. Như vậy, chương trình DR sẽ hạn chế được việc tự do điều chỉnh phụ tải theo tín hiệu giá của chương trình đưa ra.



Hình 4. Đơn chào phụ tải với các phần công suất/chi phí [13]

Tổng nhu cầu phụ tải được ước tính liên tục nếu phía phụ tải không áp dụng sự cắt giảm phụ tải. Phía phụ tải sẽ bị phạt nếu tiêu thụ ít điện hơn nhu cầu đã đăng kí. Tổng nhu cầu phụ tải được yêu cầu phải lớn hơn tổng tất cả công suất đã nêu ra trong đơn chào giá.

Tất cả các đơn chào giá từ phụ tải được chuyển đổi thành hai nhóm:

- Nhóm thứ nhất gồm tất cả các phần chi phí/công suất từ các đơn chào giá của tải ($(LK_{kj}, LQ_{kj}, k = 1, \dots, H, j = 1, \dots, S^k)$). Tất cả các hệ số trong nhóm này được lấy trực tiếp từ đơn chào giá của phụ tải.

- Nhóm thứ hai chỉ bao gồm một phần với chi phí P_L và công suất (P_L, TNC). Đây là đơn chào giá được thực hiện để tham gia quá trình bù trừ thị trường.

Tương tự kế hoạch điều độ cho các tổ máy, kế hoạch phụ tải được phía phụ tải thực hiện với nội dung về công suất kế hoạch mà phụ tải cần. Biến số l_0 là lượng công suất của phần không cắt giảm trong chương trình. Kế hoạch phụ tải được thể hiện bằng vector $l = [l_0, l_1, \dots, l_H]$ với

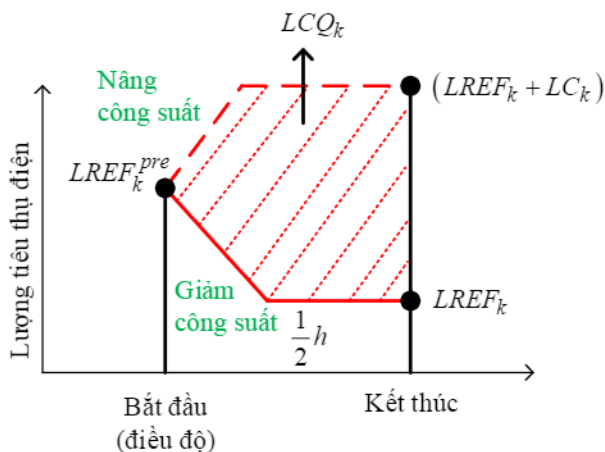
$$l_k = [l_{k,1}, \dots, l_{k,s^k}], (k = 1, \dots, H), H \text{ là số đơn giá phụ tải. Ngoài}$$

ra, các biến số l_k và l lần lượt là tổng công suất trong kế hoạch phụ tải trong một đơn chào giá và tổng công suất phụ tải được xếp lịch nói chung.

Công suất bị cắt giảm của từng đơn giá được tính theo công thức:

$$LC_k = \min \left\{ LQ_{MAX_k}, \sum_{j=1}^{s^k} LQ_{k,j} \right\} - l_k, k = 1, \dots, H \tag{3}$$

Khi phụ tải cắt giảm công suất ($\sum_{k=1}^H LC_k > 0$) phụ tải được nhận tiền đền bù, đổi lại $\sum_{k=1}^H LC_k = 0$ tức là phụ tải không tiến hành cắt giảm công suất, do vậy không được nhận tiền đền bù. Tuy vậy, LC_k được tính trên phần công suất bị cắt giảm được điều độ, trong khi tiền đền bù được tính theo phần công suất cắt giảm thực tế.



Hình 5. Tính toán lượng phụ tải cắt giảm trong một phiên điều độ [13]

Hình 5 thể hiện quá trình tính toán lượng phụ tải cắt giảm (LC) cho một phiên điều độ của mô hình MCM-DR.

2.2.3. Hiện trạng của chương trình điều chỉnh phụ tải và định hướng của chính phủ Singapore

Khách hàng có thể tham gia chương trình DR ở hai thị trường:

- **Thị trường bán buôn:** có hai đặc trưng. Thứ nhất, sự tham gia của bên phụ tải vào quá trình đấu giá năng lượng và tự đặt ra giá cơ sở (baseline), tối thiểu bằng 1,5 lần giá BVP. Thứ hai, cơ chế chia sẻ thặng dư tiêu dùng: bên cung cấp phụ tải sau khi hoàn thành nghĩa vụ giảm phụ tải được nhận 1/3 thặng dư tiêu dùng, là tích của phần phụ tải được cắt giảm và phần giá điện bán buôn giảm do tiến hành chương trình DR [14].

- **Dịch vụ thứ cấp:** phụ tải tham gia thị trường dịch vụ thứ cấp thông qua chương trình phụ tải gián đoạn (Interruptible load). Phần phụ tải được cắt giảm sẽ thay thế cho dự phòng quay. Khi được xếp lịch cung cấp dịch vụ thứ cấp, phần phụ tải cắt giảm được trả theo giá dự trữ dự phòng được cập nhật mỗi 30 phút, như một đơn vị phát điện.

Ở thị trường bán buôn, số lượng phụ tải tham gia chương trình DR vẫn còn rất hạn chế. Hệ thống điện của Singapore có biên dự trữ lớn, dẫn đến tần suất kích hoạt chương trình DR còn ít, lợi ích kinh tế chưa nhiều. Trong năm 2018, chỉ có 2,35% khoảng thời đủ điều kiện để kích hoạt chương trình [15]. Ở thị trường dịch vụ thứ cấp, hiện có bảy đơn vị tham gia với tổng công suất phụ tải ngắt được là 27,5MW. Vào năm 2018, EMA tiến hành hai thay đổi: cho phép liên kết phụ tải để khách hàng đạt mức yêu cầu phụ tải ngắt được tối

thiểu là 0,1MW và đưa ra mức phạt cho phụ tải không tuân thủ cắt giảm khi đã được xếp lịch.

Năm 2019, EMA thực hiện đánh giá hiệu quả triển khai và tìm các phương án cải thiện chương trình DR [12]. EMA đang tham khảo ý kiến về các giải pháp chống lợi dụng cơ chế và thu hút thêm phụ tải tham gia bằng cách hạ giá sàn tự đặt. Cơ chế bảo vệ sẽ ngẫu nhiên hoạt động bằng cách loại bỏ một phụ tải tham gia chương trình DR khỏi quy trình điều độ (cụ thể ở bước Look-ahead Run), sau đó phụ tải sẽ bị giám sát để xem liệu họ vẫn cắt giảm sản lượng dưới điều kiện hoạt động bình thường. Tần suất hoạt động của cơ chế dự kiến thay đổi theo mức giá mua điện của phụ tải trong chương trình DR. Trong quá trình thử nghiệm, giá cơ sở được giảm xuống bằng với giá BVP. Cơ chế này giúp phát hiện hành vi lợi dụng chương trình từ bên phụ tải.

Với tình hình chênh lệch giá USEP và BVP ngày càng lớn, EMA nhận thấy giá sàn mua điện của chương trình DR ở mức 1,5 lần giá BVP không có tính thu hút thêm các phụ tải tham gia chương trình. Trong năm 2020, EMA sẽ thử nghiệm giảm giá cơ sở xuống còn 1,3 lần giá BVP ở giai đoạn một và 1,1 lần giá BVP ở giai đoạn hai.

2.3. Nhật Bản

Lưới điện Nhật bản có một đặc điểm đặc biệt là không kết nối với bất kỳ quốc gia láng giềng nào khác và được truyền tải bằng hệ thống xoay chiều và một chiều kết hợp. Bên cạnh đó, các khu vực được vận hành với hai tần số khác nhau: tần số 50Hz trên hệ thống điện từ miền Trung đến cực Bắc Nhật Bản và tần số 60Hz trên hệ thống điện từ miền Trung đến cực Nam Nhật Bản, kết nối với nhau thông qua 3 trạm biến tần với tổng công suất 1200 MW [16-18].

Năm 2012, chính phủ Nhật Bản thực hiện lộ trình cải cách ngành điện gồm ba giai đoạn [22, 23]. Đến năm 2016, hệ thống điện Nhật Bản chia thành 3 mảng lớn gồm phát điện; truyền tải, phân phối điện và bán lẻ điện với nhiều đơn vị tham gia ở mỗi mảng. Toàn bộ hoạt động trên thị trường điện bán buôn do Sàn giao dịch điện lực Nhật Bản (JPEX) vận hành [22, 23].

2.3.1. Các mốc thực hiện DR

Để giảm thiểu việc cắt điện sau sự cố hạt nhân năm 2011, trong giai đoạn 2011 - 2015, chính phủ Nhật Bản đã ban hành nhiều chính sách để giảm thiểu nhu cầu sử dụng điện của khách hàng. Theo đó khi khách hàng công nghiệp bắt buộc phải giảm 15% mức sử dụng điện trong giờ cao điểm. Kết quả của những nỗ lực trên là phụ tải đỉnh của mùa hè các năm đó giảm đi đáng kể [19].

Bảng 3. Nhu cầu phụ tải đỉnh tại khu vực dịch vụ TEPCO [20]

Ngày	2010 (23/7)	2011 (18/8)	2012 (30/8)
Phụ tải đỉnh (GW)	59,99	49,22	50,78
Mức giảm	(100%)	-18%	-15,4%
Nhiệt độ cao (°C)	35,7	36,1	35,6

Trước khi chính thức vận hành thị trường Negawatt vào năm 2017 thì Nhật Bản đã triển khai một số dự án với các đề mục DR báo trước 10 phút/ 1 giờ/ 1 ngày [7].

Tháng 12/2016, METI đưa ra hướng dẫn cho chương trình DR để quy định cho các giao dịch giữa các đơn vị tham gia vào chương trình DR và các tiêu chuẩn truyền thông cho phép điều khiển các thiết bị tiêu thụ năng lượng thông minh.

Tháng 4/2017 METI chính thức vận hành thị trường Negawatt để mua bán điện năng tiết kiệm được từ các hệ thống phát điện mặt trời áp mái ở các khu dân cư. Thị trường này hoạt động như một trung gian trong việc giúp khách hàng thương mại và công nghiệp giảm thiểu tiêu thụ năng lượng theo yêu cầu của các công ty điện [19]. Các đơn vị điều phối được thanh toán cho phần nhu cầu cắt giảm này và chi trả cho các khách hàng tham gia theo lượng điện năng mà họ đã cắt giảm.

Kể từ khi thị trường đi vào vận hành, hằng năm một cuộc đấu giá được tổ chức tiến hành đấu thầu cho công suất DR. Các công ty điện sau đó sẽ trả tiền điện hàng năm khoảng từ 3000 - 5000 yên (25 - 42Eur) mỗi kW cho các đơn vị điều phối như là các trung gian giúp khách hàng tiêu thụ giảm phụ tải của mình khi được yêu cầu. Mỗi đơn vị điều phối sử dụng một phần thanh toán này để trả cho khách hàng sử dụng cuối cùng và công ty điện năng vì doanh thu của họ bị suy giảm do giảm mức tiêu thụ điện [16].

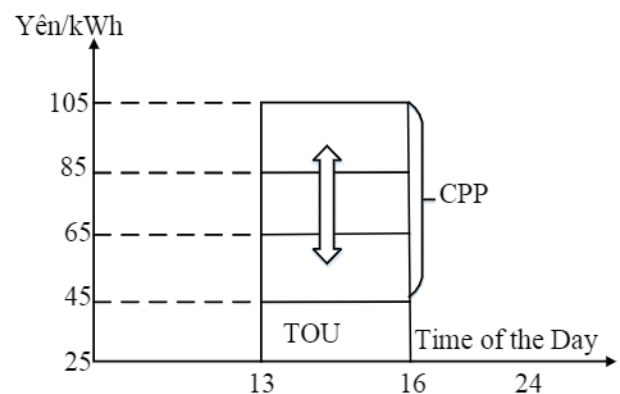
Thị trường đóng một vai trò quan trọng trong việc bảo đảm tính ổn định của lưới điện. Phiên đấu thầu đầu tiên năm 2017 về điều chỉnh phụ tải điện thu về khoảng 1GW công suất cắt giảm từ các khách hàng thương mại và công nghiệp. Các công ty điện năng tham gia thị trường Negawatt buộc phải đấu thầu và mua ít nhất 20MW công suất cắt giảm.

2.3.2. Chương trình điều chỉnh phụ tải tại Nhật Bản

Chương trình DR của Nhật Bản được áp dụng theo hai dạng chính đến nay đã được nghiên cứu: một dạng dựa trên giá (price-based DR) như giá theo thời gian sử dụng (TOU) hoặc giá giờ cao điểm critical peak pricing (CPP); dạng thứ hai là chi trả khoản tiền khuyến khích (IP). Đối với giải pháp TOU, giá sẽ thay đổi trong ngày (năm) để đạt được lượng phụ tải cần cắt giảm tại một thời điểm định trước [21]. TOU thường có 2 tới 3 mức giá trong một ngày. Sự thay đổi phía phụ tải có thể được xem là một yếu tố để thay đổi mức giá trong ngày theo hai cách. Hoặc là hệ thống sẽ thông báo tới khách hàng giá điện ở một mức công suất tiêu thụ nhất định tại những thời điểm sắp tới và sau đó khách hàng sẽ tự thay đổi lượng điện sử dụng của họ, hoặc các thiết bị sử dụng điện sẽ tự động phản ứng theo một chương trình lập trình tự động trước. CPP về cơ bản khá giống với TOU, ngoại trừ việc các công ty phát điện có thể kêu gọi các sự kiện chạm đỉnh trong thời gian giá thị trường bán buôn cao hoặc trong các tình huống khẩn cấp [21]. Một sự kiện chạm đỉnh kéo dài trong một số giờ nhất định, trong đó giá điện tăng đáng kể để bù trừ cho những phụ tải đã cắt giảm. Khi sự kiện chạm đỉnh xảy ra, thời gian và giới hạn tăng của giá có thể được xác định trước hoặc xác định dựa trên lượng phụ tải cần cắt giảm cho sự kiện đó.

Nghiên cứu [22] sử dụng dữ liệu từ thí nghiệm thực địa để đánh giá sự ảnh hưởng của DR lên lượng điện tiêu thụ của người dùng. Dự án này được thực hiện ở Kyoto, Nhật Bản từ 23/7 tới 28/9/2012. Hội đồng này gồm các cơ quan địa phương, các công ty năng lượng tư nhân, các trường đại học, và nhiều tổ chức nghiên cứu khác với mục đích là xây dựng được một hệ thống năng lượng cho cộng đồng thông minh cho các khu vực trên. Những bên tham gia trong thí nghiệm này gồm có các hộ gia đình và các căn hộ trong thành phố Kyoto.

Những bên tham gia thí nghiệm này được lựa chọn qua bốn bước. Đầu tiên, một cuộc khảo sát được thực hiện trên 40710 hộ gia đình trong khu vực. Qua các bước tự nguyện tham gia ứng tuyển vào chương trình và đánh giá hồ sơ lọc ra được 691 hộ và được phân chia ngẫu nhiên làm bốn nhóm, với nhóm A gồm 153 hộ là nhóm không được áp dụng các giải pháp của chương trình DR. Nhóm B, nhóm C và nhóm D là những nhóm được áp dụng giải pháp của chương trình DR với số lượng hộ tham gia lần lượt là 154, 192, 192. Mặc dù nhóm C và D được chia vào các thí nghiệm ở mùa đông, hai nhóm này vẫn được phân tích tương tự như ở thí nghiệm vào mùa hè.



Hình 6. Giá của các giải pháp của chương trình DR [22]

Hình 6 thể hiện mức giá DR cho các nhóm được áp dụng hai giải pháp TOU và CPP. Ở đây, giá sàn cho các hộ dân được tính ở mức là 25 yên/kWh. Với nhóm C và nhóm D, giải pháp TOU được áp dụng trong khoảng thời gian từ 13:00 đến 16:59 vào các ngày trong tuần và thêm vào 20 yên/kWh so với mức giá cơ bản (25 yên/kWh). Giải pháp CPP có ba mức: mức thứ nhất thêm 40 yên/kWh, mức thứ hai thêm 60 yên/kWh và mức thứ ba thêm 80 yên/kWh so với mức giá của giải pháp TOU. Như vậy, ta có bốn giải pháp được đưa ra là TOU, CPP40, CPP60 và CPP80. Những sự thay đổi giá này được thông báo trước đến các hộ tiêu thụ.

2.3.3. Kết quả chương trình điều chỉnh phụ tải và định hướng của chính phủ Nhật Bản

Kết quả chi tiết được trình bày ở tài liệu tham khảo [22]. Tổng kết lại, kết quả của các mô hình ước lượng sự ảnh hưởng của giá tham chiếu chương trình DR lên lượng tiêu thụ điện của khách hàng được rút ra như sau:

- Giải pháp TOU giảm lượng tiêu thụ xuống trung bình 4,7%, trong khi CPP80 giảm lượng tiêu thụ xuống 14%.

Điều này chứng tỏ mức giá khuyến khích đưa ra kích thích người tiêu thụ điện điều chỉnh phụ tải hiệu quả.

• Bên cạnh đó, yêu cầu tiết kiệm năng lượng (đối với nhóm B) giảm 4%. Như vậy, người áp dụng chương trình DR không chỉ nhận được khuyến khích về giá, mà sự thoải mái cũng tăng lên do số lần bị yêu cầu tiết kiệm điện được giảm xuống.

Với tầm nhìn mà Bộ Kinh tế, Thương mại và Công nghiệp đã trình bày trong Sáng kiến Đổi mới Mở và Bền vững (Sustainable Open Innovation Initiative), điều chỉnh phụ tải điện và các công nghệ thông minh khác có thể được tích hợp vào trong các nhà máy điện ảo (VPP) tương lai. Trong bối cảnh này, khách hàng tiêu thụ có thể được xem như là một nguồn lực không chỉ về nhu cầu cắt giảm khi thiếu điện mà còn về khả năng cấp và lưu trữ năng lượng cho toàn cộng đồng. Để hình thành một nhà máy điện ảo cần tập hợp các nguồn năng lượng phân tán, bao gồm cả bên cung và bên cầu. EnergyPool, một môi giới trung gian VPP, đã thông báo đạt được thỏa thuận cho DR hợp tác với lưới điện của hai công ty điện lực Tokyo và Kansai [16].

3. KẾT LUẬN

Điều chỉnh phụ tải có thể tạo ra lợi nhuận khi tham gia vào thị trường điện, bằng cách giảm nhu cầu ở phí phụ tải, hoặc phía cung bằng cách "bán lại" lượng điện đáng lẽ ra đã được tiêu thụ. Ngoài ra lợi ích của nó cũng đến từ các dịch vụ phụ trợ và việc đấu thầu lượng công suất cắt giảm hàng năm. Các nhà môi giới được phép thay mặt cho các đơn vị phụ tải để tham gia vào quá trình điều chỉnh bằng cách ký hợp đồng trực tiếp với phụ tải hoặc cung cấp các dịch vụ với nhà bán lẻ. Bên cạnh đó, cơ chế đấu thầu khả năng cung cấp công suất cắt giảm mang lại một nguồn thu lớn cho các nguồn DR ở các thị trường và nó là cơ chế quan trọng nhất trong lộ trình tích hợp DR vào thị trường bán buôn.

Từ kinh nghiệm vận hành thị trường điều chỉnh phụ tải các nước kể trên, có thể thấy rằng việc liên lạc hai chiều giữa người vận hành và các bên cung cấp DR là rất quan trọng. Từ những thông tin thu thập được, hệ thống sẽ xác định được tải cơ sở của nguồn DR và đưa ra các hình thức thanh toán khuyến khích phù hợp. Để tích hợp DR vào thị trường điện cần phải xem xét nhiều khía cạnh như độ tin cậy, kinh tế và dung lượng nguồn cung. Thị trường điện Việt Nam có thể tìm thấy các cơ chế tương thích và phù hợp với các đặc điểm của hệ thống để có thể triển khai một cách hiệu quả.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. US Department of Energy, 2006. *Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them*.
- [2]. M. H. Albadi, E. F. El-Saadany, 2007. *Demand response in electricity markets: An overview*. 2007 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. PES, pp. 1–5, doi: 10.1109/PES.2007.385728.
- [3]. Navigant, 2017. *Demand Response Discussion Paper: Utilization Payments*.

- [4]. KEPCO. *Overview of Korea's Electric Power Industry*.
- [5]. U.S EIA, 2017. *Country Analysis Brief: South Korea*. U.S Energy Inf. Adm., no. July, pp. 1–20.
- [6]. W. Ko, H. Vettikalladi, S. H. Song, H. J. Choi, 2020. *Implementation of a demand-side management solution for South Korea's demand response program*. Appl. Sci., vol. 10, no. 5, 2020, doi: 10.3390/app10051751.
- [7]. GSGF, 2016. *Demand Response Status and Initiatives Around The World*. Glob. Smart Grid Fed. Rep.
- [8]. J. Lee, S. Yoo, J. Kim, D. Song, H. Jeong, 2016. *Improvements to the customer baseline load (CBL) using standard energy consumption considering energy efficiency and demand response*. Energy, vol. 144, pp. 1052–1063, doi: 10.1016/j.energy.2017.12.044.
- [9]. KEPCO, 2020. *The Korea Electric Power Statistics in 2019*.
- [10]. J. Chae, S. K. Joo, 2017. *Demand response resource allocation method using mean-variance portfolio theory for load aggregators in the Korean demand response market*. Energies, vol. 10, no. 7, doi: 10.3390/en10070879.
- [11]. Open Electricity Market. *What is Open Electricity Market (OEM)*.
- [12]. Energy Market Authority, 2019. *Review Of The Demand Response Programme Information And Consultation Paper*.
- [13]. S. Zhou, Z. Shu, Y. Gao, H. B. Gooi, S. Chen, K. Tan, 2017. *Demand response program in Singapore's wholesale electricity market*. Electr. Power Syst. Res., vol. 142, pp. 279–289, doi: 10.1016/j.epr.2016.09.022.
- [14]. T. Brown, S. Newell, D. Oates, K. Spees, 2015. *International Review of Demand Response Mechanisms*. Aemc, no. October, p. 83.
- [15]. T. Brown, S. Newell, D. Oates, K. Spees, 2019. *International Review of Demand Response Mechanisms in Wholesale Markets*. Australian Energy Market Commission.
- [16]. M. Jensterle, M. Venjakob, 2019. *Smart power grids and integration of renewables in Japan*. Current activities concerning smart grids implementation, energy system digitisation and integration of renewables. Berlin: adelphi.
- [17]. H. Tachikawa, 2019. *Electric Power Industry in Japan*. J. Illum. Eng. Inst. Japan (Shomei Gakkai Shi), vol. 14, no. 9, pp. 381–403, doi: 10.2150/jiej1917.14.9_381.
- [18]. P. SPORN, 2020. *The Electric Power Industry in Japan*. Vistas Electr. Power, pp. 253–334, doi: 10.1016/b978-1-4832-8396-8.50008-0.
- [19]. H. Lee, 2017. *The Lesson From Demand Response in Japan*. People Int. J. Soc. Sci., vol. 3, no. 1, pp. 26–38, doi: 10.20319/pijss.2017.31.2638.
- [20]. T. Hiroshi, 2013. *How Japan Overcame the Power Crisis*.
- [21]. P. Du, N. Lu, H. Zhong, 2019. *Demand Response in Smart Grids*.
- [22]. F. Mizutani, T. Tanaka, E. Nakamura, 2018. *The effect of demand response on electricity consumption under the existence of the reference price effect: Evidence from a dynamic pricing experiment in Japan*. Electr. J., vol. 31, no. 1, pp. 16–22, doi: 10.1016/j.tej.2018.01.004.

AUTHORS INFORMATION

Nguyen Duc Tuyen¹, Do Van Long¹, Tran Quoc Ngu¹, Le Viet Thinh¹, Dang Hoang Anh¹, Duong Manh Cuong²

¹School of Electrical Engineering, Hanoi University of Science and Technology

²Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ)